

ЗБІЛЬШЕННЯ ПОТОЧНОГО ВИДОБУТКУ ГАЗУ І КІНЦЕВОГО ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ

Кондрат О. Р., Кондрат Р. М.

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15, reng@nung.edu.ua*

Значна кількість родовищ природних газів України вступила в період спадного видобутку газу, частина з них перебуває на завершальній стадії розробки. Виснажені родовища ще містять значні залишкові запаси газу і в найближчі роки визначатимуть основний видобуток газу в Україні. До можливих напрямків підвищення ефективності розробки виснажених газових родовищ відносяться мінімізація значень кінцевого пластового тиску в зонах дренування свердловин, вилучення залишкового газу із слабодренованих, низькопроникних ділянок пласта і підвищення продуктивності та забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин за наявності ускладнюючих чинників.

Мінімізація значень кінцевого пластового тиску досягається зменшенням тиску на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПГ) (дотискувальну компресорну станцію (ДКС)) і втрат тиску у привибійній зоні, стовбурі та викидних лініях свердловин. За результатами теоретичних досліджень отримано аналітичну залежність, яка встановлює зв'язок між поточним пластовим тиском і тиском на вході в УКПГ (ДКС), характеристиками привибійної зони пласта, технологічними параметрами роботи свердловин і системи збору газу та їх конструктивними особливостями. З використанням цієї залежності оцінено вплив на кінцевий пластовий тиск і відповідно на кінцевий коефіцієнт газовилучення устьового тиску, дебіту газу і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В для умов виснажених газових покладів горизонту НД-4 Опарського газового родовища, горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища та інших покладів на родовищах ГПУ „Львівгазвидобування”. У дослідженнях використано середні значення параметрів роботи свердловин і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта окремих покладів. Дослідження виконано для різних значень дебіту газу (від фактичного до 0,1 тис.м³/д), устьового тиску (від фактичного до 0,1 МПа) і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В (у 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 разів). Згідно з результатами досліджень зменшення устьового тиску і коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В призводить до зростання кінцевого коефіцієнта газовилучення β_k . В окремих розрахункових варіантах отримано досить високі значення β_k (до 98,19 %). За результатами статистичної обробки розрахункових даних оптимальне значення ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В становить 4-5 разів. Подальше зменшення А і В мало впливає на збільшення β_k . Вплив ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В на β_k зростає із збільшенням дебіту газу, а при низьких дебітах газу цей вплив значно менший. Тому оброблення привибійних зон свердловин з метою інтенсифікації видобутку газу і підвищення кінцевого газовилучення необхідно проводити на ранніх стадіях розробки родовища, за високих дебітів газу. На завершальній стадії розробки родовища на збільшення β_k істотніше впливає зниження устьового тиску порівняно із зменшенням коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В. Вплив зниження устьового тиску на β_k зростає із зниженням дебіту газу. Тому на виснажених родовищах для отримання високих значень кінцевого газовилучення необхідно забезпечити мінімальне значення устьового тиску, зокрема, шляхом уведення в експлуатацію ДКС, де це економічно доцільно та іншими методами.

Газоносні пласти-колектори мають макroneоднорідну будову і складаються із окремих ділянок і прошарків різної проникності. Колекторські властивості продуктивних відкладів переважно погіршуються від склепіння до периферії. Видобувні свердловини першочергово розміщують на високопроникних ділянках по ущільненій сітці, а на інших ділянках – по розрідженій сітці. У процесі розробки родовища пластовий тиск знижується інтенсивніше у високопроникних ділянках і повільніше в низькопроникних ділянках. Між різнопроникними ділянками створюється перепад тиску, за рахунок якого відбувається перегітання газу з низькопроникних ділянок у високопроникні ділянки. На момент зниження пластового тиску у високопроникних ділянках до мінімального тиску „закидування” розробки родовища у низькопроникних ділянках ще містяться значні залишкові

запаси газу. Для обґрунтування можливих напрямків вилучення залишкового газу із низькопроникних, слабкодренованих ділянок пласта виконано дослідження процесу розробки гіпотетичного газового родовища з центральною високопроникною зоною радіусом 5067,59 м з видобувними свердловинами і з периферійною низькопроникною зоною зовнішнім радіусом 6309,64 м, в якій видобувні свердловини відсутні. Початковий пластовий тиск дорівнює 36 МПа, початкові запаси газу: у високопроникній зоні – $30 \cdot 10^9$ м³, у низькопроникній зоні – $10 \cdot 10^9$ м³, коефіцієнт проникності високопроникної зони – 0,5 мкм², низькопроникної зони – $0,1 \cdot 10^{-3}$, $0,5 \cdot 10^{-3}$, $1 \cdot 10^{-3}$, $5 \cdot 10^{-3}$, $10 \cdot 10^{-3}$, $15 \cdot 10^{-3}$ мкм². Виконано розрахунки технологічних показників розробки родовища (31 рік) і зміни в часі пластового тиску після його зупинки. Згідно з результатами розрахунків на момент припинення розробки родовища пластовий тиск у високопроникній і низькопроникній зонах для різних значень проникності низькопроникної зони становить відповідно: $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 0,29 і 31,67 МПа; $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 0,50 і 3,82 МПа. Таким чином, за значення проникності $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² низькопроникна зона майже не приймає участі в загальному видобутку газу з родовища. Після зупинки родовища продовжується перетікання газу з низькопроникної зони у високопроникну зону і поступово зменшується перепад тиску між ними. За проникності низькопроникної зони $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² пластові тиски у високопроникній і низькопроникній зонах на 20-й рік після зупинки родовища становлять відповідно 1,21 і 1,98 МПа, а на 30-й рік майже вирівнюються. За проникності низькопроникної зони $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² тиски у високопроникній і низькопроникній зонах на 20-й рік після зупинки родовища становлять відповідно 0,87 і 29,17 МПа, а на 59-й рік – 1,81 і 25,6 МПа, тобто перетікання газу між зонами відбувається дуже повільно. За результатами виконаних досліджень можна рекомендувати такі напрямки видобутку залишкового газу із низькопроникних, слабкодренованих ділянок родовища. 1. Проведення періодичної (циклічної) експлуатації видобувних свердловин, розміщених на високопроникних ділянках родовища, за невеликої різниці у проникностях окремих ділянок. 2. Проведення у свердловинах потужних гідравлічних розривів пласта зі створенням тріщин великого радіусу. 3. Забурювання у свердловинах бокових стовбурів великої довжини з горизонтальним закінченням. 4. Буріння на низькопроникні, слабкодреновані ділянки родовища, якщо відоме їх розміщення, додаткових свердловин з горизонтальним закінченням стовбурів і проведення в них поінтервальних гідравлічних розривів пласта. Ці свердловини можуть бути використані як для видобутку залишкового газу з низькопроникних ділянок родовища, так і для нагнітання в них витіснювальних агентів, наприклад, азоту для витіснення залишкового газу у високопроникні ділянки родовища з наявними видобувними свердловинами.

Для відновлення природної проникності привибійної зони свердловин на виснажених родовищах шляхом очищення пористого середовища від забруднень (рідини і твердої фази) запропонована технологія, яка реалізується у два етапи. На першому етапі у привибійну зону запомповують підкислений соляною кислотою (до 3-5 % об.) метанол або ізопропиловий спирт, витримують у привибійній зоні до 1-2 год., після чого свердловину продувають по факельній лінії. На другому етапі у привибійну зону пласта запомповують розчин ПАР, наприклад, 5 % конденсатний розчин ріпоксу-6 чи 5 % водний розчин сольпену-10Т або Cillit-Bang (універсальний), витримують його 4-8 год., потім свердловину продувають по факельній лінії. Двоетапність операції попереджує утворення у привибійній зоні стійких водоконденсатних емульсій, які трудно видалити при освоєнні свердловини.

Для отримання високих значень поточного видобутку газу і кінцевого газовилучення з виснажених родовищ необхідно забезпечити стабільну роботу видобувних свердловин в умовах обводнення, корозії обладнання і солевідкладення. Запропоновано два склади комплексного інгібітора з багатофункціональними властивостями спінювача пластової води, інгібіторів корозії і солевідкладень (інгібітор солевідкладень СНПХ-5314, інгібітор корозії нафтохім-3 або тал і спінювач савенол SWP; інгібітор солевідкладень антисол, інгібітор корозії нафтохім-3 або тал і спінювач сольпен-10Т), різні типи диспергаторів для створення однорідного газорідинного потоку в НКТ, різні типи плунжерів для плунжерного піднімача, способи піднімання рідини із свердловин за допомогою пінопакерного плунжерного ліфта, газліфта із розсосередженим введенням газу в потік пластової продукції по довжині колони НКТ і струминних насосів.